

0 777561

КФУ, Салимов

На правах рукописи



Салимов Олег Вячеславович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
ПРОЕКТИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТОВ**

**Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений**

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Бугульма-2009

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектно-институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть».

Научный руководитель: доктор технических наук, академик АН РТ
Ибатуллин Равиль Рустамович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, с.н.с.
Фазлыев Рабис Тимерханович
кандидат технических наук, с.н.с.
Поддубный Юрий Анатольевич

Ведущее предприятие: Альметьевский Государственный нефтяной институт

Защита диссертации состоится «18» июня 2009 г. в 10.00 часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектно-институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джаляля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти.

Автореферат разослан «15» мая 2009 г.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000547824

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук

И.В. Львова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы.

Впервые метод гидроразрыва пласта был применен для повышения продуктивности малодебитных скважин Канзаса в середине 40-х годов. Вслед за пиком применения в середине 50-х годов и дальнейшим значительным распространением в середине 80-х гидравлический разрыв превратился в одну из основных технологий стимуляции скважин. К 1993 году операция гидроразрыва была применена в сорока процентах новых нефтяных скважин США и семидесяти процентах газовых. С совершенствованием возможностей гидроразрыва и появлением технологии гидроразрыва высокопроницаемых пластов метод получил еще большее распространение. В настоящее время в Северной Америке более 60 % всех нефтяных скважин и 85 % газовых подвергаются гидроразрыву, и процент этот неуклонно возрастает.

Значительная часть операций по гидроразрыву пласта (ГРП) проводится в России. Например, на объектах ОАО «Татнефть» по состоянию на 01.01.09 г. выполнено 898 операции ГРП, включая 134 гидроразрыва с использованием кислоты (ГКРП), в том числе на добывающих скважинах – 695, на нагнетательных – 203 операции.

Ежегодно в ОАО «Татнефть» в среднем выполняется 110-120 операций ГРП. В ОАО «Татнефть» по состоянию на 01.01.09 г. имеется более четырех тысяч скважин с дебитом нефти менее 1 т/сут, которые потенциально могут быть объектами интенсификации добычи нефти, а скважин с дебитом нефти от 1 т/сут до 3 т/сут – свыше шести тысяч, всего более 10 тысяч с дебитом нефти менее трех тонн в сутки.

Несмотря на большой объем выполненных исследований по ГРП в проектировании гидроразрыва существует много нерешенных научно-технических задач: определение формы трещины, ее размеров, симметрии относительно скважины, азимута, проводимости. Кроме того, современные возможности измерения свойств породы и поля напряжений в пластовых условиях, которые определяют направление распространения и геометрию трещин гидроразрыва, пока ограничены. Однако по этим проблемам ведутся многочисленные исследования, в которых инженерная интуиция все более вытесняется математическим моделированием с применением ЭВМ. Одним из широко используемых в мире инструментов моделирования, который применяется также и в ОАО «Татнефть», является программный комплекс, разработанный фирмой Meyer&Associates, Inc. (в дальнейшем просто симулятор Майера).

Гидроразрыв пласта – сравнительно сложный, энергоемкий и дорогостоящий технологический процесс. Поэтому для обеспечения его технологической и экономической эффективности необходимо тщательное и всестороннее изучение объекта воздействия и составление обоснованного проекта.

В связи с вышеизложенным актуальной задачей нефтяной науки в настоящее время является совершенствование технологии ГРП. Проблемы эффективного осуществления технологии гидроразрыва пластов неразрывно связаны с повышением качества их проектирования.

Цель работы

Повышение эффективности гидравлического разрыва пластов на основе совершенствования методов моделирования и проектирования.

Задачи исследований

1 Анализ методов моделирования процесса гидравлического разрыва пласта и обоснование выбора симулятора для горно-геологических условий месторождений ОАО «Татнефть»;

2 Обобщение исследований и определение упругих свойств горных пород: модуля Юнга, коэффициента Пуассона, трещиностойкости, сжимаемости пластовых систем.

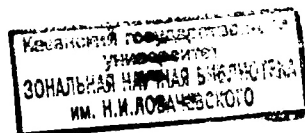
3 Совершенствование методов проектирования новых технологий ГРП для многопластовых разрезов с наличием продуктивных пластов высокой и средней проницаемости;

4 Разработка методики прогноза технологического эффекта для обводненных скважин и оптимизация процесса;

5 Совершенствование методов анализа технологического процесса ГРП с целью определения параметров для проектирования.

Методы решения задач

Поставленные задачи решались на основе обобщения отечественных и зарубежных литературных данных, анализа опыта проведения гидравлического разрыва пластов месторождений Татарстана, Башкортостана, Пермского края и Самарской области, а также путем проведения вычислительных экспериментов. В работе использовались программы численного математического моделирования процесса гидроразрыва фирмы Meyer&Associates. При расчетах технологических параметров использованы программы MathCad, Excel и апробированные методы математической статистики.



Научная новизна

1 Экспериментально определены значения трещиностойкости для пород нефтяных месторождений юго-востока Татарстана.

2 Получены зависимости эквивалентной вязкости движущейся в пласте жидкости от соотношения объемов нефти и воды для условий терригенного девона и среднего карбона Ромашкинского месторождения.

3 Дано теоретическое объяснение причин аварийного завершения процесса гидроразрыва по высокому давлению (СТОПа) в многопластовых разрезах с высокопроницаемыми коллекторами на нефтяных месторождениях Республики Татарстан.

4 Установлена зависимость между водонасыщенностью и обводненностью продукции для терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения для целей выбора параметров ГРП при проектировании.

5 Определены условия для применения комплексной интерпретации методов волнового акустического каротажа и гамма-каротажа спектрометрического при определении сжимаемости горных пород для проектирования ГРП.

Защищаемые положения

1. Результаты определения трещиностойкости горных пород нефтяных месторождений юго-востока Татарстана.

2. Методика определения коэффициента сжимаемости пластовой системы.

3. Алгоритм пересчета плана закачки при гидравлическом разрыве пластов.

4. Методика прогнозирования технологического эффекта после ГРП для обводненных скважин.

5. Методика оценки давления смыкания и потерь давления на трение в трубах, перфорации и призабойной зоне в процессе ГРП.

Практическая ценность

1 Разработаны приемы совместного использования симуляторов гидроразрыва с другими программами, позволяющие существенно расширить функциональные возможности анализа ГРП. Предложен метод определения потерь давления в призабойной зоне.

2 Предложен метод и разработан алгоритм пересчета забойного плана закачки на устьевой и наоборот, не имеющий ограничения на постоянство расхода закачки. Разработанный алгоритм является универсальным, существенно дополняя возможности программ-симуляторов гидроразрыва.

3 Обобщены результаты исследований механических свойств горных пород и определены среднестатистические величины модуля Юнга и коэффициента Пуассона для девонских отложений Ромашкинского месторождения.

4 Реализована методика и последовательность расчетов по программе PL3D моделирования для создания оптимального плана закачки при гидроразрыве высокопроницаемых пластов.

5 Предложена методика определения технологического эффекта (по дебиту и дополнительной добыче нефти) с использованием однофазной моделирующей программы.

6 Модифицирована программа интерпретации данных волнового акустического каротажа, для определения достоверных значений упругих параметров пластов.

7 Разработаны методики оценки давления смыкания, потерь давления на трение в трубах, в перфорации и призабойной зоне в процессе гидравлического разрыва пласта.

8 Установлена возможность оперативной оценки результатов проведенного ГРП с пропантом по кратковременной записи падения давления после отключения насосов.

9 Показано, что наилучшее соотношение получаемой прибыли и затрат на проведение гидроразрыва пластов терригенного девона для месторождений ОАО «Татнефть» получается от трещин длиной около 30 м.

Результаты, полученные автором данной работы, использовались при проектировании и анализе процессов гидравлического разрыва пластов Ромашкинского месторождения.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались автором на двух молодежных научно-практических конференциях ОАО "Татнефть" (г. Лениногорск, 2007 г. и 2006 г.), на научно-технической конференции посвященной 60-летию разработки Ромашкинского месторождения (г. Лениногорск, 2008 г.) и на заседании методсовета отдела эксплуатации и ремонта скважин института «ТатНИПИнефть».

Публикации

По теме диссертации опубликовано 8 статей в рецензируемых научных журналах по перечню ВАК, одна статья в сборнике докладов и одна монография. В опубликованных работах автору принадлежит обобщение материалов, проведение расчетов, анализ полученных результатов.

Структура и объем работы

Диссертационная работа содержит введение, пять тематических глав, основные результаты и выводы, список литературы из 177 наименований. Объем работы составляет 195 страниц, в том числе 66 рисунков и 30 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснованы актуальность и важность проблемы проектирования гидравлического разрыва пласта, а также сформулированы научная новизна, основные защищаемые положения, практическая ценность работы и ее апробация.

При проектировании гидроразрыва решается три комплекса задач:

- прогноз дебитов нефти и газа, которые могут быть получены при создании трещин различной длины и проводимости для данного пласта;
- расчет технологических параметров гидроразрыва, обеспечивающих образование трещин требуемой длины и проводимости;
- определение чистого годового дохода от проведения ГРП.

Первому комплексу задач – работе пласта с трещиной гидроразрыва посвящены работы многих исследователей, как отечественных, так и зарубежных. Большой вклад в решение этой проблемы внесли Cinco-Ley H, Gringarten A.C., Ramey H.J., Р.Т. Апасов, Г.И. Баренблатт, С.И. Грачев, Ю.П. Желтов, А.Г. Загуренко, Р.Р. Ибатуллин, П.Ю. Казанцев, Р.Д. Каневская, А.Н. Карнаухов, М.Л. Карнаухов, Р.М. Кац, Р.М. Курамшин, Р.Я. Кучумов, В.Д. Лысенко, И.Т. Мищенко, Ю.А. Поддубный, А.А. Поздняков, А.В. Саранча, И.Н. Стрижов, Р.Е. Теслюк, Р.Т. Фазлыев, Р.С. Хисамов, С.А. Христианович и др. Разработаны программы, учитывающие гидроразрыв пласта при проектировании разработки, например, «ТехСХЕМА» «СургутНИПИнефть».

Второй комплекс задач – проектирование технологии гидроразрыва – наиболее обширен и активно развивается. Образование трещины заданных параметров зависит от многих факторов, не поддающихся точному определению и контролю, особенно по вопросу направленности распространения трещины. Поэтому возможности определения ограничены по существу выбором соответствующих материалов (жидкостей, присадок и пропантов), а также объемов, темпов и режимов их закачки. Здесь доминируют работы зарубежных авторов – Т.К. Perkins, L.R. Kern, R.P. Nordgren, M.J. Economides, K.G. Nolte, J.L. Gidley, S.A. Holditch, D.E. Nierode, R.W. Veatch, N.R. Warpinski, J.L. Elbel, M.B. Smith и др.

Многие разработанные ими методики реализованы в программных комплексах, которые нашли широкое распространение по всему миру.

В последние годы рядом отечественных исследователей ведутся работы по расчету геометрии трещины, используя различные сложные математические методы. К ним относятся, например, работы О.П. Алексеенко и А.М. Вайсмана, П.А. Мартынюка, В.М. Неборского, А.В. Татосова, Г.Е. Имангалиевой, В.В. Зубкова, Ю.Н. Васильева и В.А. Ратаушкина, Н.Н. Смирнова и В.Р. Тагировой и других. Эти работы представляют большой теоретический интерес, хотя и не реализованы в программных продуктах, используемых в нефтяной промышленности.

Механизм трещинообразования при гидравлическом разрыве пласта и математическое моделирование этого процесса обсуждается в обзорах В.А. Реутова. Есть и разработанные программы, как например, FracSim (институт СибНИИ НП), однако они используются в основном в разработавших их организациях.

Изучением упругих свойств горных пород занимались В.М. Добрынин, Ю.П. Желтов, В.Н. Кобранова и др. Разработке рецептур жидкостей для гидравлического разрыва пласта посвящены работы Г.А. Орлова, М.Х. Мусабинова, С.А. Рябокона, Л.А. Магадовой и др.

Третья задача – экономическая, связана с двумя предыдущими. Проектирование технологии ГРП увязывается с экономической оценкой результатов и предполагает решение задачи оптимизации.

В первой главе рассмотрены методы проектирования и анализа результатов гидравлического разрыва пластов.

Историческое развитие технологии, методов проектирования и оценки результатов ГРП включает три этапа: преодоление загрязненной зоны, массивированный разрыв и технология TSO.

Процессы ГРП на первом этапе были малообъемными, имеющими цель пройти приквацинную зону загрязнения буровым раствором в пластах проницаемостью около 1 миллидарси.

Второй этап возник в связи с ростом цен на природный газ. Это привело к развитию технологии массивированного гидроразрыва. При этом впервые за 30-летнюю историю гидроразрыва стал проводиться обширный комплекс исследований пласта.

Третий этап - развитие концевое экранирования (TSO). Возможность успешного проведения процесса по технологии TSO открыла путь для эффективного гидроразрыва высокопроницаемых пластов.

Анализ развития трещины ГРП включает определение ее геометрии. Известны многочисленные методы картирования трещин, такие как радиоактивные

индикаторы, устьевые и забойные наклонометры, регистрация микросейсмических колебаний. Высокая стоимость проведения таких исследований ограничивает их применение. В противоположность этому анализ давления во время и после проведения процесса ГРП является наиболее популярной методикой получения полной картины развития трещины.

Основные горно-геологические условия проведения гидроразрывов на месторождениях Республики Татарстан отличаются следующими параметрами:

- Старый фонд скважин и выработанные залежи;
- Наличие множества пластов в продуктивном разрезе месторождений;
- Высокая проницаемость и разный литологический состав пластов;
- Малая толщина пластов, выбираемых для гидроразрыва;
- Обводненность продукции скважин.

Продуктивные пласты нефтяных месторождений Татарстана имеют широкий диапазон величины проницаемости – от нескольких до сотен тысячных долей микрометра в квадрате. Гидравлический разрыв проводится в основном на пластах средней (от $5 \cdot 10^{-3}$ до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и высокой (свыше $50 \cdot 10^{-3}$ мкм²) величины проницаемости. Многопластовость разреза и высокая проницаемость пластов, характерная для условий месторождений Татарстана, накладывает особые требования к проектированию гидравлического разрыва. При этом следует учитывать, что ГРП является не только средством интенсификации добычи, но и может воздействовать на вовлечение новых извлекаемых запасов.

Параллельно с развитием технологий должны разрабатываться и совершенствоваться методы их проектирования, включая и определение исходных данных. Эти вопросы подробно рассмотрены в следующих главах работы.

В завершение главы обосновываются задачи исследования.

Во второй главе проведен анализ моделирующих программ и обоснование их выбора. Для практического расчета геометрии трещины в реальных горно-геологических условиях ввиду сложности задачи и невозможности получения решения в аналитическом виде, а также трудоемкости численных расчетов, необходимо использовать моделирующие программы (симуляторы). Рассмотрены различные математические формулировки и допущения, используемые при расчете геометрии трещины, двумерные (2D) и трехмерные (P3D, PL3D) модели, унифицированный дизайн на основе двухмерных моделей. Проведен анализ соответствия горно-геологическим условиям проведения ГРП в Республике Татарстан основных технических характеристик пяти промышленных симуляторов гидроразрыва (StimPlan, Mfrac, FracPro, FracCADE, TerraFrac). Истинные 3D

программы (GOHFER, FRANC3D) редко используются для проектирования ГРП и в данной работе не рассматривались. Отличительные особенности программ приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Параметры моделирующих программ

Используемые в промышленности симуляторы дополнены следующими возможностями расчета:

- перенос и осаждение пропанта;
- гидравлические процессы в скважине;
- увеличение коэффициента продуктивности;
- экономическая оптимизация процесса.

Для проектирования ГРП в горно-геологических условиях месторождений Республики Татарстан по своим функциональным возможностям наиболее соответствует программа Майера.

В третьей главе представлены результаты исследований по определению упругих свойств и трещиностойкости горных пород месторождений юго-востока Татарстана.

Работы по определению упругих параметров пород акустическим методом проводились в лаборатории петрофизики ТатНИПИнефть в период с 1992 по 1996

годы. Однако, чтобы иметь возможность использовать этот материал для проектирования ГРП, необходимо:

а) Динамические модули упругости, определяемые при акустических исследованиях образцов, пересчитать в модули, определяемые при статических условиях.

б) Осуществить привязку керна к пластам, поскольку в таблицах результатов указаны лишь интервал долбления, вынос керна и место взятия образца.

Результаты определений по скважинам, типичным для процесса ГРП, были сгруппированы нами по продуктивным породам девонских отложений и породам перемычек. Кондиционная граница между коллекторами и неколлекторами принята в соответствии со сложившейся практикой на величине пористости, равной 11 %. Переход от динамического модуля Юнга к статическому осуществлялся по корреляционным формулам.

Результаты этой работы показали, что значения статического модуля Юнга по коллекторам терригенного девона изменяются в пределах от $0,578 \times 10^{10}$ до $1,068 \times 10^{10}$ Па и в среднем для рассматриваемых площадей составляют $0,778 \times 10^{10}$ Па. Для неколлекторов модуль Юнга в два раза выше, изменяясь от $1,464 \times 10^{10}$ до $2,076 \times 10^{10}$ Па и составляя в среднем $1,812 \times 10^{10}$ Па.

Коэффициенты Пуассона для коллекторов и неколлекторов различаются очень незначительно. Наиболее частое значение для коллекторов – 0,31; для неколлекторов – 0,32.

Одним из самых важных параметров, определяющих успех гидроразрыва высокопроницаемых пластов с созданием СТОПов, является модуль Юнга. Он определяет величину роста давления на завершающей стадии процесса. При высоком значении модуля Юнга процесс TSO (TSO – tip screenout - преднамеренное создание СТОПа у вершины трещины и продолжение закачки при постоянном расходе до конца процесса, приводящее к значительному росту ширины трещины) приходится прерывать, переходить в режим Frac-Pack (начинают как процесс TSO, однако в конце процесса снижают расход, поддерживая устьевое давление постоянным, что не допускает чрезмерного раздувания трещины) или вообще останавливать процесс. Поэтому для проектирования указанных технологий необходимо располагать точными значениями модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

Исследования в скважинах с применением прибора ВАК-8 волнового акустического каротажа были проведены опытно-методической партией № 31 ОАО «ТНГ-Групп». При рассмотрении первых результатов исследований методом волнового акустического каротажа было установлено, что боковое горное давление и

модуль Юнга не укладываются в нормальные диапазоны значений, отличаясь на порядок и более. Выяснение причин этого показало на необходимость доработки методики интерпретации. После проведенной корректировки на коэффициент разгрузки и динамические условия измерений результаты стали соответствовать действительности. При изучении сжимаемости пород нами было предложено дополнить комплекс исследований методом спектрометрического гамма-каротажа.

Нами впервые в Российской Федерации проведены экспериментальные исследования трещиностойкости (по другой терминологии – вязкости разрушения) горных пород с целью использования результатов при проектировании гидравлического разрыва пластов. Испытания были проведены по «бразильскому» методу*, рекомендованному в качестве основного Международным обществом по механике горных пород.

Для определения трещиностойкости было отобрано 60 образцов горных пород. Из них 30 образцов из терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения, 20 образцов из карбонатных отложений башкир-верейского возраста Пионерского месторождения, и 10 образцов из карбонатных отложений турнейского яруса Черемшанского месторождения. Отбор образцов был приурочен к тем отложениям и площадям, где ведутся работы по гидравлическому разрыву пластов.

Испытания были проведены на машине для испытаний цементных образцов-балочек на изгиб и сжатие МИЦИС-300К в соответствии с требованиями методики ISRM. Полученные средние значения трещиностойкости пород приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Средние значения трещиностойкости (в $\text{кПа} \cdot \text{м}^{1/2}$)

Отложения	Коллектор	Неколлектор
Средний карбон	470,0	644,4
Турнейский ярус	675,4	646,7
Терригенный девон	317,2	552,3

Измеренные значения заметно ниже обычно используемого в программах моделирования гидравлического разрыва значения $1000 \text{ кПа} \cdot \text{м}^{1/2}$. Низкие значения трещиностойкости терригенных коллекторов объясняются, по всей видимости, присутствием глинистого цементирующего материала (по описанию это глинистые

* Suggested method for determining mode I fracture toughness using cracked chevron notched brazilian disc (CCNBD) specimens. International Society for Rock Mechanics. Commission on testing methods. 1995 year.

песчаники и алевролиты). Значения трещиностойкости карбонатных пород хорошо укладываются в границы диапазона, указанного в справочных изданиях.

Важным параметром для проектирования ГРП является также коэффициент сжимаемости пластовой системы, который зависит от сжимаемости нефти, воды, свободного газа и пор породы, а также от насыщенности породы флюидами.

Прямые замеры коэффициента сжимаемости пород при статических нагрузках часто отсутствуют. Поэтому была разработана методика, которая позволяет определять коэффициент сжимаемости пластовой системы расчетным путем.

В основу методики положена экспериментальная зависимость Ван-Дер-Кнаппа:

$$c_p = \frac{877}{(\sigma - \bar{\sigma})^{0.7}} \cdot \left(1 - \frac{d\bar{\sigma}}{d\sigma}\right) \cdot 10^{-6} \quad (1)$$

где c_p – коэффициент сжимаемости пор породы, (фунт/кв. дюйм)⁻¹;

$\bar{\sigma}$ – внешнее напряжение на материал породы, фунт/кв. дюйм;

σ – напряжение в пластовой жидкости, фунт/кв. дюйм.

Эффективное напряжение $\sigma - \bar{\sigma}$ вычисляется по формуле

$$\sigma - \bar{\sigma} = (p_z - p_i) + \left(1 - \frac{d\bar{\sigma}}{d\sigma}\right) \cdot (p_i - p) , \quad (2)$$

где p_z – горное давление;

p_i – начальное пластовое давление;

p – текущее пластовое давление.

Нами была подобрана эмпирическая формула, аппроксимирующая графики Марека для песчаников:

$$\left(1 - \frac{d\bar{\sigma}}{d\sigma}\right) = \frac{2054}{7500} [(\sigma - \bar{\sigma}) + 28(m - 10)]^{0.134} \cdot [0.37(m - 2)]^{-0.143} , \quad (3)$$

m – коэффициент пористости, проценты.

Формулы (1), (2), (3) решаются совместно в EXCEL в режиме циклических ссылок. Кроме того, для терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения нами была установлена зависимость между водонасыщенностью S_e и обводненностью продукции B (в долях единицы):

$$S_e = \frac{1}{1 + 1.24 \cdot \left(\frac{1 - B}{B}\right)^{0.2}} , \quad (4)$$

Эта формула получена на основе рекомендованной Ю.П. Желтовым квадратичной аппроксимации функции Баклея-Левевертта. Воспользовавшись определениями относительных проницаемостей по керну, путем подбора констант в системе EXCEL была произведена настройка этой аппроксимации на конкретные условия Ромашкинского месторождения. Использование указанных предложенных и

известных зависимостей для параметров пласта позволяет рассчитать коэффициент сжимаемости пластовой системы.

В четвертой главе рассматриваются вопросы совершенствования методов проектирования ГРП. Составление плана закачки по заданной геометрии трещины проводится на основе двумерных моделей. В результате получают план закачки с забоя, причем для новых перспективных технологий ГРП это будет план с переменным расходом. В нем отсутствует стадия закачки жидкости, заполняющей ствол скважины. Однако технологу, чтобы управлять процессом ГРП, необходимо знать план закачки с устья, в котором учитывается влияние скважины.

При закачке с постоянным расходом проблем с пересчетом планов закачки с устья на забой и наоборот не возникает, любую конечную стадию в объеме скважины, не содержащую проппанта, можно переместить в начало и наоборот, поменяв при этом название (продавка – заполнение скважины).

Поскольку переход от забойного плана закачки к устьевому в моделирующих программах не предусмотрен, однако он важен для технолога, была разработана методика и предложен алгоритм на базе пакета MS EXCEL, позволяющий рассчитать план закачки неоднородной смеси через любое сечение скважины, не имеющий ограничения на постоянство расхода.

Анализ показал, что задача решается достаточно просто, если выразить расход не в функции времени, а в функции объема смеси. Исходными в методе являются две таблицы. В одной задаем тип флюида, тип проппанта, его концентрацию в зависимости от накопленного объема закачки. В другой – расход закачки также в зависимости от накопленного объема закачки. Объединяя их в один диапазон и проводя сортировку по накопленному объему закачки, а затем группировку получившихся мелких стадий, получаем требуемый план закачки.

По указанному алгоритму были проведены расчеты с одного плана на другой, в прямом и обратном направлениях. Выполнение алгоритма привело в точности к тому же самому исходному плану. Это позволяет рекомендовать разработанный алгоритм к использованию в практике гидравлического разрыва пласта.

Ключевой момент в разрыве высокопроницаемых пластов – это технология концевой экранирования, которое задерживает горизонтальный рост трещины и позволяет увеличить ее ширину. В результате создаются трещины, имеющие необходимую высокую проводимость. Увеличение ширины трещины связано с ростом давления закачки, что является сдерживающим фактором. Поэтому эта технология может применяться в достаточно мягких породах (с низким значением модуля Юнга, примерно около 5000 МПа). Для пород с более высоким значением

модуля Юнга, примерно до 10000 МПа, может применяться ее разновидность, называемая упаковкой трещины (FracPack). Для очень жестких пород подходит только технология обычного (нормального) ГРП без концевое экранирования. Поскольку высокопроницаемые породы обычно мягкие и имеют низкий модуль упругости, то для них основными технологиями являются TSO и FracPack, которые создают оптимальную для этих условий геометрию трещины.

Оптимизация заключается в получении трещины с безразмерной проводимостью в интервале значений от 1,26 до 1,6, увеличивая количество пропанта, при следующих ограничениях:

- по максимальному давлению закачки;
- по максимально допустимой концентрации пропанта;
- по максимальному объему жидкости;
- по максимальной длине трещины.

Для получения трещины с нужной геометрией нужно создавать соответствующий план закачки. Проектирование гидравлического разрыва при этом будет многовариантным, а результат – оптимальным с точки зрения увеличения продуктивности скважины. В работе предложен алгоритм создания плана закачки и приведены примеры его реализации. Расчеты показали, что оптимизированные проекты ГРП дают больший прирост дебита и накопленной добычи, при одинаковой массе закачанного пропанта. Например, для одной из скважин Ромашкинского месторождения начальный дебит нефти после ГРП выше на $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ для проектов с оптимизацией по сравнению с обычным процессом (рисунок 2).

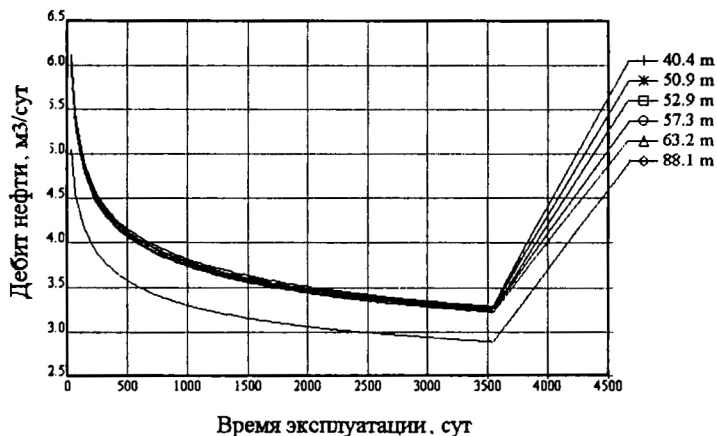


Рисунок 2 – Прирост дебита нефти в зависимости от времени. Шифр кривых – длина трещины

Расшифровка кривых приведена в таблице 2. Во всех технологиях закачано пропанта 6000 кг с точностью до ± 10 кг.

Таблица 2 – Параметры трещин для разных технологий

Длина трещины, м	Технология ГРП	Концентрация пропанта в трещине, кг/м ²	Безразмерная проводимость трещины
40,4	Frac-Pack	10	2,978
50,9	TSO	6,2	1,621
52,9	Frac-Pack	6,5	1,587
57,3	TSO	5	1,203
63,2	Frac-Pack	5	1,079
88,1	Обычный процесс	Не задается	0,376

При проектировании ГРП на месторождениях Татарстана часто используют упрощенную геологическую модель разреза, представленную чередованием лишь трех интервалов пород: неколлектор, коллектор (целевой пласт), неколлектор. При этом не учитывают наличие открытых интервалов перфорации пластов-неколлекторов.

Нами было проведено моделирование процессов ГРП в разрезах с разной степенью детализации. В результате было установлено, что часть «СТОП»ов, возникающих при проведении гидравлического разрыва, вызваны именно особенностями напластования в изучаемом интервале разреза. Процесс в этом случае завершается нормально лишь в редких случаях. Совместный разрыв нескольких пластов снижает вероятность аварийного завершения процесса со «СТОП»ом. При неточном совпадении интервалов продуктивного пласта и перфорации закачка в неколлекторы, перемычки и породы с высоким значением модуля Юнга приводит к возникновению трещин, имеющих большую высоту. Это также снижает успешность процесса ГРП.

Однофазные моделирующие программы рассчитывают лишь кратность увеличения дебита. Для расчета технологического эффекта от ГРП в условиях обводненных скважин необходимо знать эквивалентную вязкость жидкости. Это величина, при подстановке которой в уравнение однофазной фильтрации будет получен такой же приток жидкости, как и по уравнению двухфазной фильтрации смеси воды и нефти при прочих равных параметрах.

Эквивалентная вязкость зависит от обводненности продукции скважины. Нами была получена эта зависимость, используя относительные фазовые проницаемости, определенные в лаборатории петрофизики ТатНИПИнефть для девонских и среднекаменноугольных отложений.

Чтобы вычислить технологический и экономический эффект, необходимо перейти от дебита жидкости к дебиту нефти. Для этого в нашей работе предложено использовать скорректированный двухфазный объемный коэффициент b'_0 , который имеет вид:

$$b'_0 = \frac{B}{(1-B)} + b_0, \quad (5)$$

где B – обводненность продукции скважины, доли единицы;

b_0 – объемный коэффициент нефти.

Таким образом, для расчета технологического эффекта от гидроразрыва пласта в обводненных скважинах с использованием однофазных симуляторов необходимо: получить зависимость эквивалентной вязкости однофазной жидкости от обводненности продукции скважины; скорректировать объемный коэффициент продукции на величину обводненности; адаптировать параметры пласта и скважины так, чтобы симулятор воспроизвел базовый дебит скважины до гидроразрыва пласта; и осуществить прогноз дополнительной добычи нефти на основе скорректированных параметров.

Сервисные компании рассчитывают эффективность для каждой обработанной скважины в отдельности. При этом сравниваются выручка от реализации дополнительно добытой нефти и затраты на проведение ГРП. Этот подход хорошо подходит для оптимизационных расчетов процесса гидроразрыва.

Нами был проведен поиск оптимального масштаба проведения обычного процесса ГРП для условий девонских отложений Ромашкинского месторождения. Для этого выбрали семь наиболее типичных для гидроразрыва скважин НГДУ «Альметьевнефть», в которых был запроектирован и проведен процесс: № 21410, 21408, 15720, 11207, 14806, 14820, 14751. Дебиты нефти до мероприятия находились в пределах от 1,2 до 6,6 т/сут. Для указанных скважин провели проектирование нескольких сценариев процесса с расчетом технологической и экономической эффективности.

Поскольку все эти скважины давали продукцию с водой, для расчетов была использована разработанная выше методика. Проведенные нами расчеты показали, что наиболее интенсивно рост дебита происходит в интервале длины трещины до 30 м, затем рост замедляется и кривая почти выполаживается в интервале 90 – 100 м. На рисунке 3 показано, что наилучшее соотношение прибыли к затратам на проведение ГРП (индекс доходности) для условий терригенного девона Ромашкинского месторождения получается для трещин длиной около 30 м.

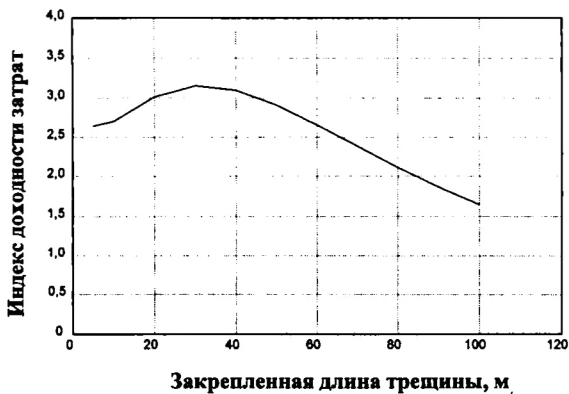


Рисунок 3 – Зависимость индекса доходности затрат ГРП от закрепленной длины трещины

В пятой главе рассмотрено совершенствование методов анализа технологического процесса ГРП.

Универсальность и удобство применения анализа давления способствует его применению во многих промысловых ситуациях, позволяя оценить процесс гидроразрыва либо непосредственно на скважинах в режиме реального времени, либо после завершения процесса для улучшения будущих проектов. Так как забойные давления в процессе гидроразрыва не регистрируются, необходимо располагать точными и надежными методами пересчета устьевого давления на забой, включающими возможность калибровки потерь на трение жидкости разрыва и жидкости с пропантом.

Нами предложена методика оценки потерь давления на трение в трубах в процессе гидроразрыва, которая заключается в кратковременных изменениях расхода закачки. Она легко выполнима и не влияет на результат проведения процесса. Изменения устьевого давления, вызванные последовательными изменениями расхода, позволяют получить таблицу фактических градиентов потерь на трение в трубах для данного типа жидкости.

Также предложена простая методика оценки давления смыкания трещины и потерь давления на трение в перфорации, которую целесообразно использовать, когда не проводится миниГРП. При этом производится закачка в пласт небольшого объема ньютоновской жидкости (воды или товарной нефти) и непродолжительное наблюдение за падением давления. Ее целесообразно использовать перед всеми

обработками, чтобы спрогнозировать возможные осложнения, связанные с перфорацией.

Калибровка потерь давления по разработанным методикам имеет следующие очевидные преимущества:

- в расчете не используются вязкость и реологические параметры жидкости разрыва, а также коэффициент сопротивления трения;
- все величины определяются именно для той жидкости, которая применяется в технологическом процессе на данной скважине.

После отключения насосов запись спада давления на устье в течение некоторого времени продолжается. В практике проведения гидроразрывов в ОАО «Татнефть» среднее время регистрации спада давления составляет 7 мин., минимальное 4 мин. и максимальное 12 мин. Время смыкания трещины при наличии в ней пропанта очень короткое, в пределах от 1,5 до 3,5 мин.

В условиях, когда давление смыкания существенно изменено наличием пропанта, расчет параметров трещины возможен путем непосредственного счета по теоретическим формулам. При анализе используются:

а) Безразмерная функция объема $g(\Delta t_D)$, определяемая для эффективности жидкости, равной 1, по формуле:

$$g(\Delta t_D) = \frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_D)^{\frac{3}{2}} - \Delta t_D^{\frac{3}{2}} \right] \quad \text{и} \quad g_0 = g(0) = \frac{4}{3} \quad (6)$$

где $\Delta t_D = \frac{t - t_p}{t_p}$ - безразмерное время смыкания;

t - текущее время;

t_p - время закачки;

и для эффективности, равной 0, по формуле

$$g(\Delta t_D) = (1 + \Delta t_D) \sin^{-1} (1 + \Delta t_D)^{-\frac{1}{2}} + \Delta t_D^{\frac{1}{2}} \quad \text{и} \quad g_0 = \frac{\pi}{2} \quad (7)$$

Значение функции для других значений эффективности жидкости определяется интерполяцией.

б) Безразмерная функция смыкания G :

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D) - g_0]. \quad (8)$$

Анализ материалов по проведенным разрывам показал, что на графике зависимости устьевого давления p_w от $G(\Delta t_D)$ четко фиксируется смыкание трещины на пропант, при этом начальный участок кривой спада получается прямолинейным.

Наклон этого участка p^* теоретически связан с коэффициентом утечки C_L следующей формулой:

$$p^* = \frac{\pi C_L r_p \sqrt{t_p}}{2c_f} \text{ МПа,} \quad (9)$$

где r_p – отношение проницаемой площади к общей площади трещины;

c_f – коэффициент сжимаемости трещины, м/МПа.

В общем же случае такой график является криволинейным.

Пример графика G для скважины 21183 НГДУ «Альметьевнефть» показан на рисунке 4. Начальный отрезок прямой от $G=0$ до $G \approx 0,3$ соответствует свободному смыканию, не искаженному влиянием пропанта. Определив угловой коэффициент начального участка, вычисляем коэффициент утечки, эффективность жидкости и длину трещины. Таким образом, кратковременная регистрация спада давления после пропантных разрывов в условиях нефтяных месторождений Республики Татарстан дает возможность оперативно оценить результат проведенной работы (параметры трещины) непосредственно на скважине, и кроме того, избежать дополнительных затрат на проведение миниГРП для определения коэффициента утечки.

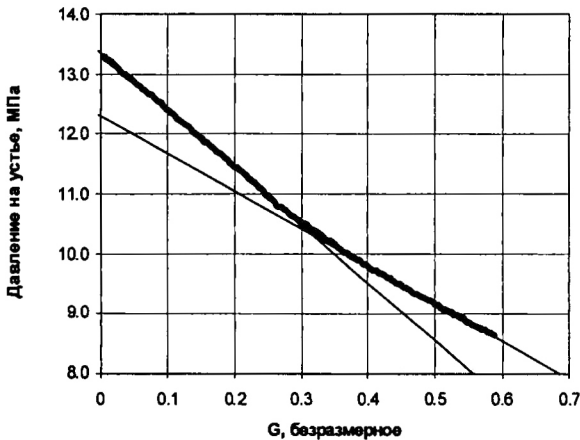


Рисунок 4 – График безразмерной функции смыкания G для скважины № 21183

Высокие потери давления в пристволенной зоне могут возникать в наклонно-направленных скважинах, при плохой сообщаемости скважины с пластом через перфорации, или когда перфорационные отверстия неудачно фазированы относительно плоскости трещины. Эти факторы оказывают негативное влияние на процесс гидроразрыва вследствие увеличения вероятности возникновения

незапланированных СТОПов, вызванных ограниченной шириной трещины вблизи ствола скважины. Прямой расчет потерь давления в пристволенной зоне труден вследствие неопределенности геометрии трещины. Однако знание пристволенных эффектов необходимо, чтобы понять происхождение СТОПов, предвидеть и избежать их появление. Для этого перед основным процессом выполняют миниГРП со ступенчатым снижением расхода жидкости.

Для расчета потерь давления в пристволенной зоне по данным миниГРП необходимо знать эффективное давление в трещине. Введение предположительной оценки этой величины не представляется оправданным, поскольку в итоге можно прийти к неверным выводам о развитии трещины в призабойной зоне пласта. Поэтому обработку данных миниГРП при ступенчатом снижении расхода необходимо проводить с привлечением программы, моделирующей гидроразрыв. В работе предлагается методика такого комплексного использования программ на основе объединения файлов записи и проекта миниГРП в один файл, который импортируется в программу EXCEL. Дальнейшая обработка проводится в этой программе, при этом используются уравнения баланса давлений в скважине и трещине. В результате получаем диагностический график, который показывает зависимость потери давления в перфорации, потери давления в пристволенной зоне и суммарной потери давления от расхода закачки.

Алгоритм расчета был проверен путем моделирования в MFrac и показал хорошую точность.

В процессе развития трещины гидроразрыва возникают различные нарушения геометрии, как например:

- поворот плоскости трещины (переориентация);
- развитие трещин гидроразрыва в нескольких плоскостях;
- большой угол наклона или горизонтальное развитие;
- несимметричность трещины;
- развитие Т-образных трещин;
- извилистость трещин.

Об этом свидетельствуют расхождения фактических и проектных устьевых давлений.

Возможность оценки параметров и ориентации трещин гидроразрыва после ввода скважины в эксплуатацию предоставляют гидродинамические исследования скважин. В основе этого метода лежат результаты математического моделирования, полученные в работах Грингартена и Рейми.

По таблицам Грингартена и Рейми нами были построены палетки в системе MathCad. На эти же палетки наносилась фактическая КВУ (или КПД). Для обеспечения возможности передвижения фактической кривой вдоль осей координат с целью ее совмещения с одной из палеточных кривых был применен графический интерфейс пользователя MathSoft Slider.

При интерпретации выяснилось, что не для всех скважин можно добиться совпадения фактической кривой с одной из кривых на палетке для вертикальных трещин. Почти в 30 % исследованных скважин характер восстановления (или падения) давления соответствовал горизонтальной трещине. Для некоторых скважин соответствие можно было получить как на палетке для вертикальных трещин, так и на палетке для горизонтальных трещин. Характерно, что параметры трещин (длина и проницаемость) в обоих случаях совпадали.

Теоретически на глубинах, соответствующих девонским пластам Ромашкинского месторождения, в тектонически спокойных областях возможно образование только вертикальных трещин. Однако в процессе разработки Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений в определенные периоды происходила активизация техногенной сейсмичности, с соответствующим изменением первоначального распределения напряжений. Проведенный анализ показывает, что возникновение горизонтальных трещин при ГРП в геолого-технических условиях объектов «Татнефти» не исключено. Это необходимо учитывать на всех этапах подготовки, проведения и оценки результатов гидроразрыва пласта.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

В работе решен обширный комплекс задач, связанных с подготовкой исходных данных, проектированием и оценкой результатов гидравлического разрыва пласта. Основными результатами работы являются следующие:

1 Установлено, что задачам проектирования ГРП в горно-геологических условиях месторождений Республики Татарстан по своим функциональным возможностям наиболее соответствует модель, принятая в программном комплексе Майера.

2 На основе анализа фактического материала по определению модуля Юнга и коэффициента Пуассона произведена привязка керна и расчет средних значений для коллекторов и пластов-перемычек в интервале терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения.

3 На основе исследований упругих свойств пород методом волнового акустического каротажа в девяти скважинах, выбранных для проведения гидроразрыва пластов (скв. 14719 Северо-Альметьевской площади, 32042, 32112, 20725, 20894, 32321 Альметьевской площади, 23633, 14033 Абдрахмановской площади, 9865 Кармалинской площади) проведена корректировка программ интерпретации. В результате получены реальные значения модулей упругости, дифференцированные по пластам и породам перемычек.

Установлено, что волновой акустический каротаж необходимо применять в тех скважинах, где планируется осуществить технологии TSO и FracPack. Целесообразно применять волновой акустический каротаж на новых площадях и интервалах разреза, где отсутствует достоверная информация для проектирования процесса.

4 Установлено, что на месторождениях Республики Татарстан технология TSO может быть выполнена при значениях модуля Юнга не выше 5000 МПа, а технология FracPack – при значениях не выше 10000 МПа. Для очень жестких пород выполняема только технология обычного ГРП без концевое экранирования.

5 Экспериментально получены фактические значения трещиностойкости для пород нефтяных месторождений юго-востока Татарстана.

6 Предложена методика и формулы для определения статического коэффициента сжимаемости, которые пригодны для работы в интервале эффективных напряжений от 13,79 МПа до 55,16 МПа, что подходит для условий всех месторождений юго-востока Татарстана.

7 Найден метод и разработан алгоритм пересчета забойного плана закачки на устьевой и наоборот, не имеющий ограничения на постоянство расхода закачки. Это является необходимым для проектирования процессов Frac-Pack. Разработанный алгоритм является универсальным, существенно расширяя возможности автопроектирования, заложенные в моделирующих программах.

8 Представлена методика и последовательность расчетов при составлении планов закачки на основе PL3D моделей, обеспечивающих безразмерную проводимость трещины в интервале 1,26 – 1,6. При использовании трехмерных моделей необходимо прибегнуть к процедуре адаптации, так как специфика численного метода (сеточная модель) не позволяет просто решить обратную задачу проектирования.

9 Установлено, что недостаточная степень детализации геологического разреза скважины при проектировании ГРП может привести к возникновению СТОПов в ходе процесса разрыва, за счет влияния соседних пластов. Показана необходимость учета вскрытых перфорацией пластов-неколлекторов.

10 Разработана методика расчета технологического эффекта для обводненных скважин с помощью однофазной моделирующей программы. Предложены методы расчета эквивалентной вязкости и объемного коэффициента однофазного флюида.

11 Представлены методики, по которым можно получить величины потерь на трение непосредственно в процессе ГРП (т.е. для применяемых жидкостей и труб). Применение данных, откалиброванных на скважине, существенно улучшает точность расчета забойных и эффективных давлений.

12 Установлено, что в скважинах Ромашкинского месторождения при проведении процессов обычного ГРП и TSO, в которых коэффициент заполнения трещины пропантом меньше единицы, начальный участок кривой падения давления получается прямолинейным, что позволяет использовать его для определения параметров созданной трещины.

13 Предложен способ определения зависимости потерь давления в перфорации и призабойной зоне от расхода закачки, в котором используется запись миниГРП и проект гидроразрыва.

14 За последние три года проведено 305 операций ГРП с пропантом, при проектировании которых учитывались рекомендации автора. За счет рекомендуемых мероприятий по оптимизации проектирования, а также более обоснованного подбора скважин средний прирост дебита после ГРП по ОАО «Татнефть» достиг по добывающим скважинам 3,8 т/сут (максимально по НГДУ «Альметьевнефть» - 4,8 т/сут), по нагнетательным 2,5 т/сут, по сравнению с уровнем 1998-2001 годов в 1,6 – 2 т/сут., когда начали проводить ГРП своими силами.

Число аварийных СТОПов, при которых не удалось закачать свыше 0,5 т пропанта, сократилось с 26 % в 2005 году до 19 % в 2008 году. Успешность операций возросла с 70 % до 87 %.

Основное содержание работы отражено в следующих публикациях:

1 Салимов, О.В. Выбор технологии и оптимального масштаба гидроразрыва пласта для условий ОАО «Татнефть» [Текст] /Р. Р. Ибатуллин, В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов //«Нефтяное хозяйство». – 2007. - № 5 – С. 80-82.

2 Салимов, О.В. Влияние соседних пластов на появление осложнений при гидравлическом разрыве [Текст] /Р. М. Рахманов, Ф.З. Исмагилов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов //«Нефтяное хозяйство».- 2008. - № 2 – С. 70-72.

3 Салимов, О.В. Определение коэффициента сжимаемости пласта при проектировании и анализе эффективности гидравлического разрыва [Текст] /О.В. Салимов //Известия ВУЗов. «Нефть и газ». - 2008. - № 2 – С. 54-57.

4 Салимов, О.В. Анализ результатов гидроразрыва по кривой спада давления [Текст] /А.В. Насыбуллин, В. Г. Салимов, О.В. Салимов //Известия ВУЗов. «Нефть и газ». - 2008. - № 3 – С. 42-48.

5 Салимов, О.В. Расширение функциональных возможностей программ моделирования гидроразрыва при комплексном использовании [Текст] /О.В. Салимов //НТЖ «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности».- 2008. - № 3 – С. 27-30.

6 Салимов, О.В. Алгоритм пересчета плана закачки при гидравлическом разрыве пластов [Текст] /О.В. Салимов //НТЖ «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности» - 2008. - № 5 – С. 39-43.

7 Салимов, О.В. Оценка давления смыкания и потерь давления на трение в трубах, перфорации и призабойной зоне в процессе гидравлического разрыва пласта [Текст] /В.Г. Салимов, С.В. Насыбуллина, О.В. Салимов //НТЖ «Нефтепромысловое дело» - 2008. - № 7 – С. 28-33.

8 Салимов, О.В. Интерпретация данных гидродинамических исследований в скважинах с трещинами гидроразрыва [Текст] /С.В. Насыбуллина, О.В. Салимов //НТЖ «Бурение и нефть» - 2008. - № 7-8 – С. 54-57.

9 Салимов, О.В. Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера [Текст] /В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ» - 2008. - 156 с. – 350 экз. – ISBN 978-5-88595-155-5.

10 Салимов, О.В. Новые результаты исследований гидравлического разрыва пласта на основе моделирования [Текст] /В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов //Тезисы докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – Лениногорск. - 2008. – С. 47-50.

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»
Подписано в печать 14.05.2009 г.
Заказ №13050903 Тираж 100 экз.